

AMIRIS – ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur Analyse der Marktintegration Erneuerbarer Energien

Strommarktgruppe 26. Februar 2014

Matthias Reeg, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik | Systemanalyse und Technikbewertung

Kooperationspartner:



Thomas Kast
Simulation · Solutions

Förderung (2008-2012):



Hintergrund und Zielsetzung

- Stromerzeugung aus EE hat in Deutschland inzwischen eine energiewirtschaftlich relevante Größenordnung erreicht.
- Neuorganisation verschiedener Aspekte nötig, um die Ziele der Transformation des Stromsystems zu erreichen:



- Hierbei ist seit der Liberalisierung eine:
 - **Vielzahl von Akteuren** beteiligt, die
 - über **komplexe Wechselwirkungen** miteinander in Verbindung stehen und
 - sehr unterschiedlich auf **Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren** können.
- Ziel: Analyse von **energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen** für die **Marktintegration** von erneuerbarem Strom unter Berücksichtigung des **Akteursverhaltens** mit Hilfe der **agentenbasierten Modellierung** (ABM)



AMIRIS – Methodisches Vorgehen

↳ ABM als Analyse- und Design-Tool für Politikinstrumente

1

Durchführung einer fundierten Akteursanalyse auf Basis des soziologischen **Neo-Institutionalismus und verhaltensökonomischen** Ansätzen:

- Dokumenten- und Marktanalyse
- Semi-Strukturierte Interviews
- Expertenworkshops

2

Nutzung der Vorteile der ABM zur Modellierung, Charakterisierung und Parametrisierung der Agenten mit:

- unvollst. Information und **Unsicherheit**
- **Heterogenität** der Akteure
- Prototypisiertes Marktverhalten
- Eigenen **Zielvorstellungen**
- Anpassung von **Strategien**

3

Wir bauen ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur Analyse:

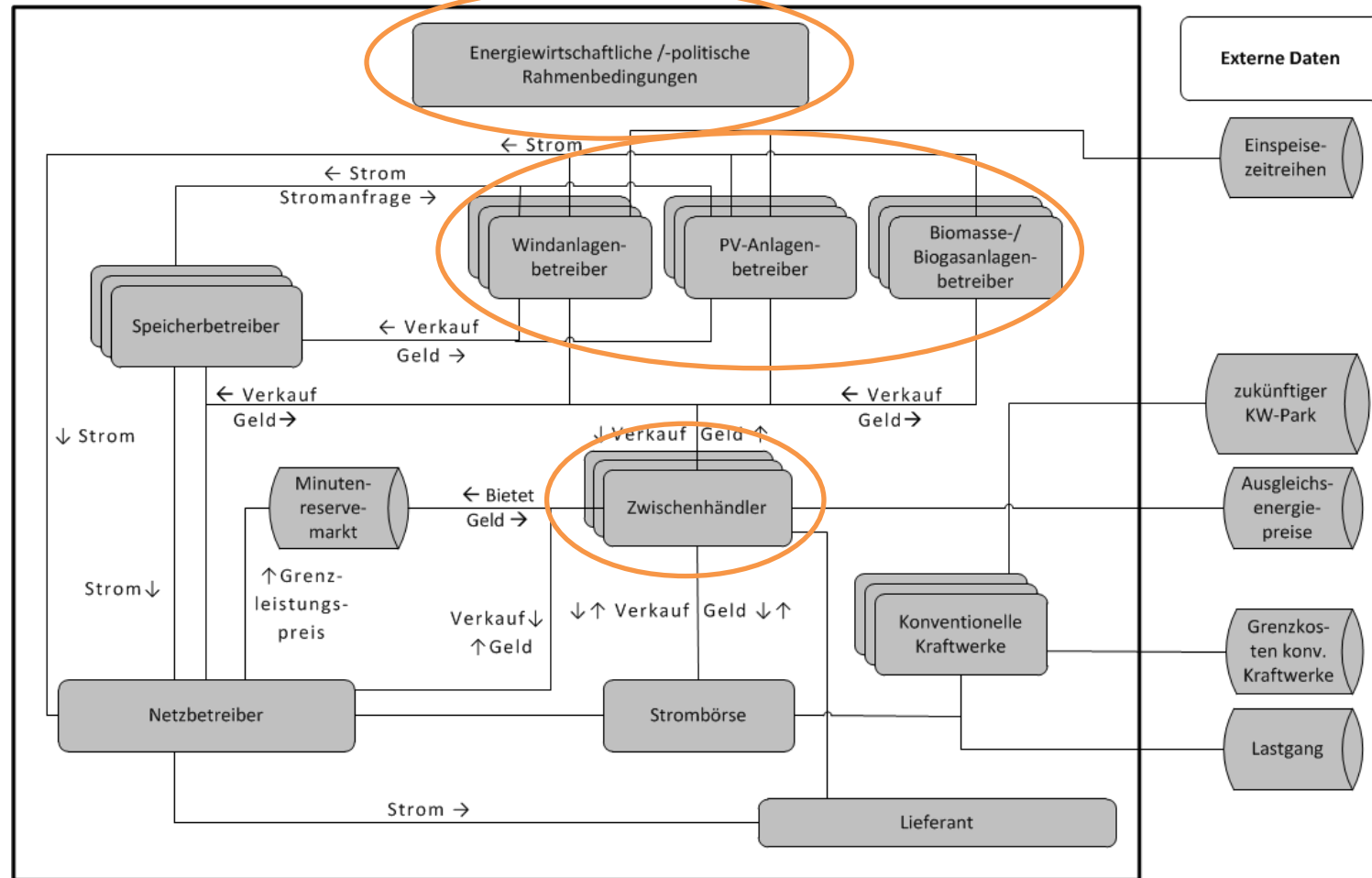
- der **Auswirkungen** von Änderungen in den energiepolitischen Rahmenbedingungen **auf die Akteure** („Mikro-Ebene“)
- der **Abhängigkeiten** und Interaktionen der Agenten **untereinander**
- der **Auswirkung auf Systemebene** wie Börsenpreis oder Marktstruktur („Marko-Ebene“)

→ Bisheriger Fokus auf der Direktvermarktung von EE-Strom

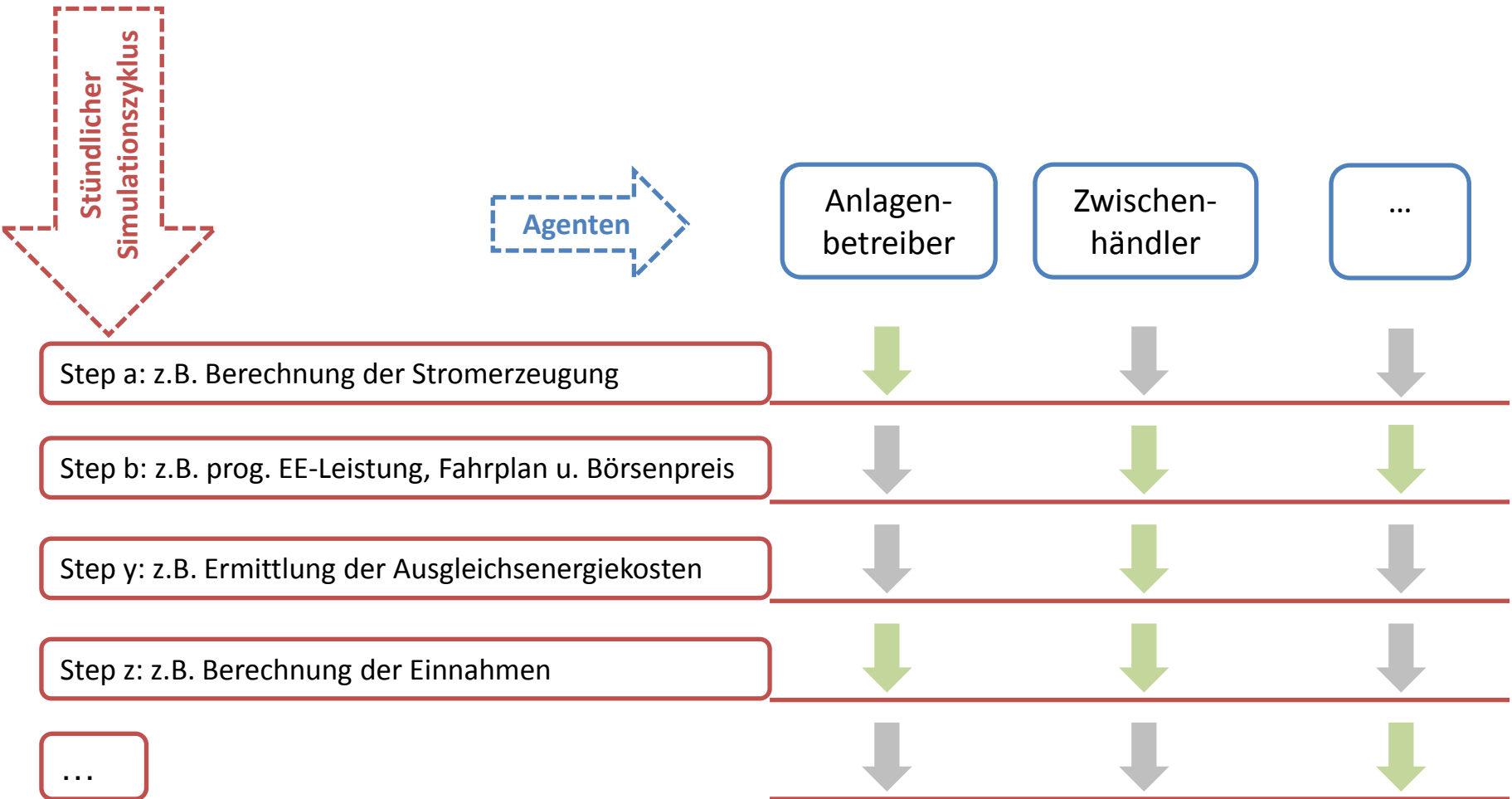


Gesamtmodellstruktur

AMIRIS 1.0



Simulationsablaufscheina



Einteilung der EE-Anlagen in Vergütungsklassen

	Wind (WAB)	PV (PvAB)	Biomasse (BmAB)
VK 1	Grundvergütung	Dachanlage < 30 kW, ab 2012 < 10 kW	Biomasse Heizdampf- kraftwerk 5-20 MW (Altholz, Waldrestholz)
VK 2	Anfangsvergütung (niedriger Durchschnitt)	Dachanlage 30-1000 kW, ab 2012 10-1000 kW	Biomasse Holzvergaser
VK 3	Anfangsvergütung (hoher Durchschnitt)	Dachanlage > 1000 kW	Biogasanlage 50-350 kW (Gülle und NawaRo)
VK 4	Offshore	Konversions- und Freiflächenanlagen	Biogasanlage > 350 kW (Gülle, NawaRo und Bioabfall)

- Die Bestimmung der Höhe der EEG-Vergütung und der installierten Leistung jeder Klasse erfolgt für jede VK für jedes Simulationsjahr separat. Die Vergütung wird dabei als gewichteter Durchschnitt der EEG-Vergütungen aller Anlagen einer Klasse gebildet.



Akteurstypen und -differenzierung

Anlagenbetreiber (AB)

- (1) Privatpersonen
- (2) Landwirte
- (3) Banken und Fonds
- (4) Projektierer
- (5) Stadtwerke
- (6) Große Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- (7) Industrie

Mögliche Differenzierung in:

- Renditeorientierung
- Risikobereitschaft

Zwischenhändler (ZWH)

Große EVU

Internationale EVU

Stadtwerke

Grünstromhändler

ZWH für Börse

(1) Große EVU

(2) Internationale EVU

(3) Große Stadtwerke

(4) Stadtwerke Pionier

(5) Stadtwerke klein

(6) GSH für Endkunden

(7) GSH für Geschäftskunden

(8) GSH für lokale DV

(9) Neugründung mit Erfahrung

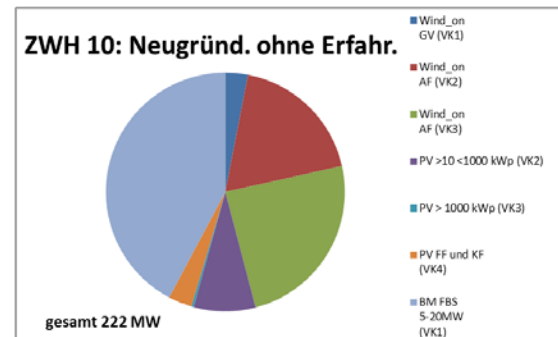
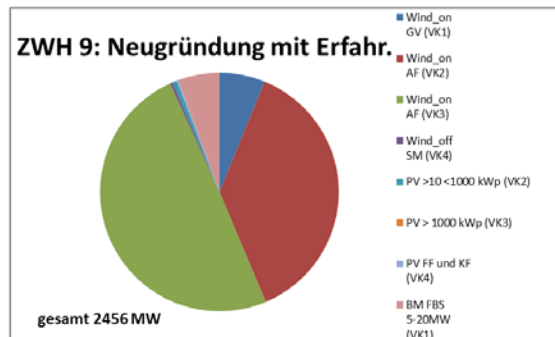
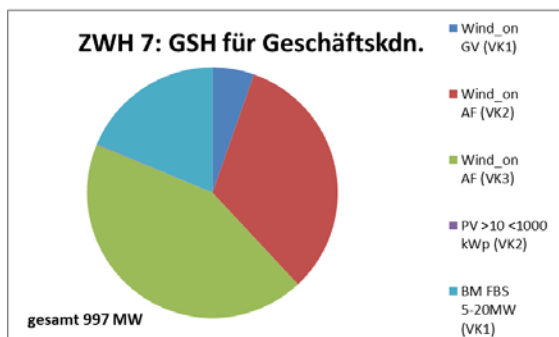
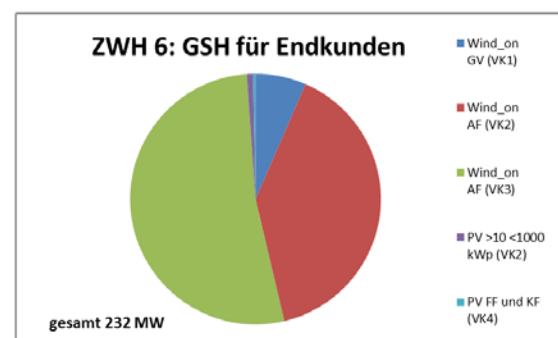
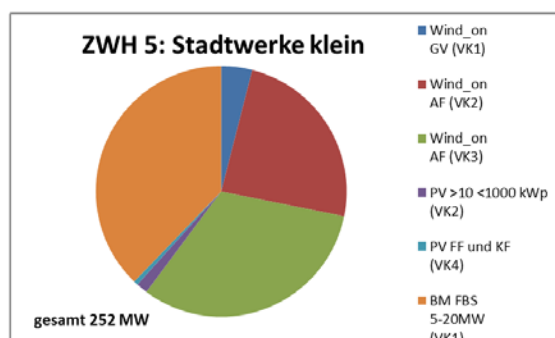
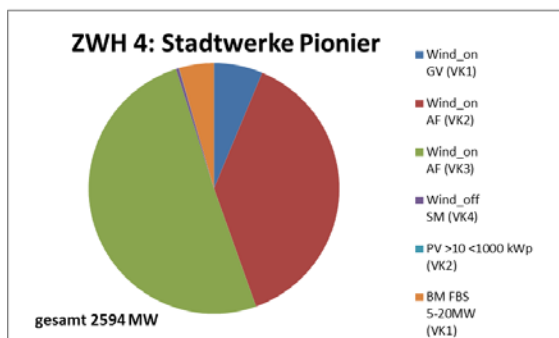
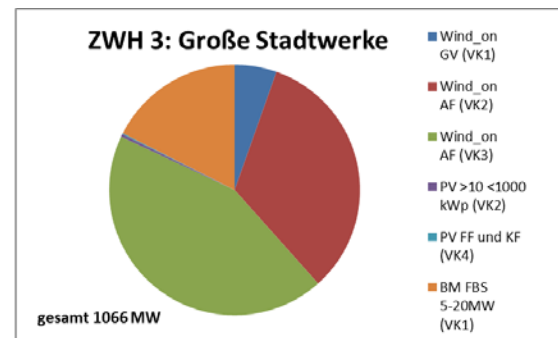
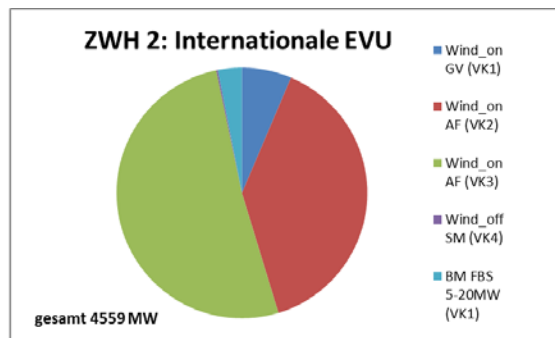
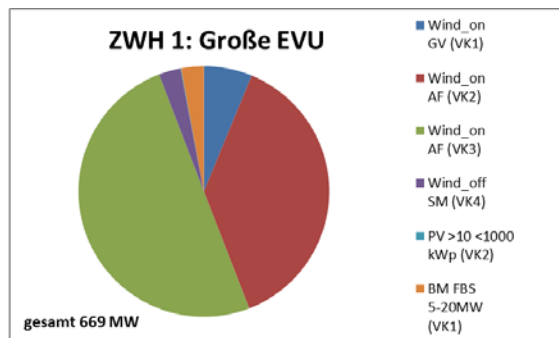
(10) Neugründung ohne Erfahrung

Mögliche Differenzierung in:

- Vermarktungspfad
- Tarifmodell
- Kapitalstock
- Portfoliozusammensetzung
- Leistungs- und Preisprognosegüte
- Bietstrategie für den RE-Markt
- Suchkosten für Akquise



Initiale DV- Anteile der ZWH nach EE-Vergütungsklassen



Eckpunkte und Grundannahmen der Simulationen

- Stündliche Simulationen über den Zeitraum 2012-2019
- EE-Zubau und konv. KW-Park und nach Leitstudie 2012, Szenario A
- Brennstoff- und CO₂ Preise nach Leitstudie 2012 Preispfad A „deutlich“
- EE-Einspeisung auf Basis realer Wetterzeitreihen (aus REMix-Modell)
- EEG-Vergütung und Marktprämie nach EEG und MaPrV 2012

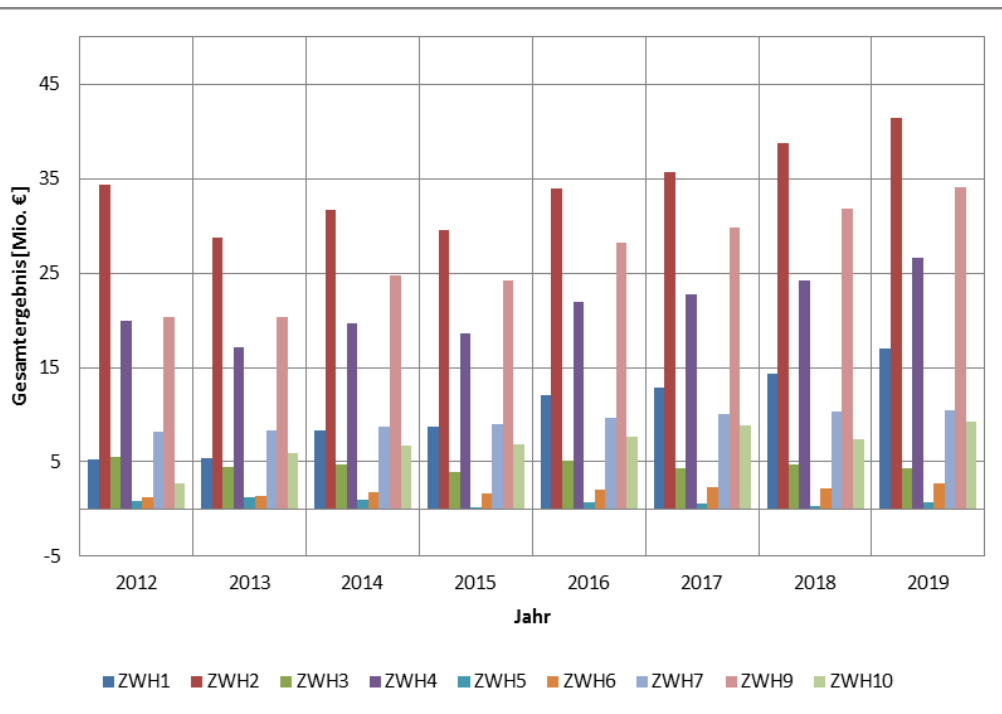
Fokus der Untersuchungen:

- Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen über die Spotmärkte unter Nutzung der gleitenden Marktprämie mit:
 1. ursprünglicher Managementprämie „MaPr_alt“
 2. angepasster Managementprämie „MaPr_neu“ (mit und ohne RE-Markt)
 3. ohne Managementprämie (verpflichtende DV „MaPr = 0 €/MWh)

MaPr wird zunächst paritätisch zwischen AB und ZWH aufgeteilt; anschließend berechnet ZWH Anpassung (+/-) der Prämienzahlung je nach Geschäftserfolg



Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse* vor Absenkung der Managementprämie (MaPr „alt“)

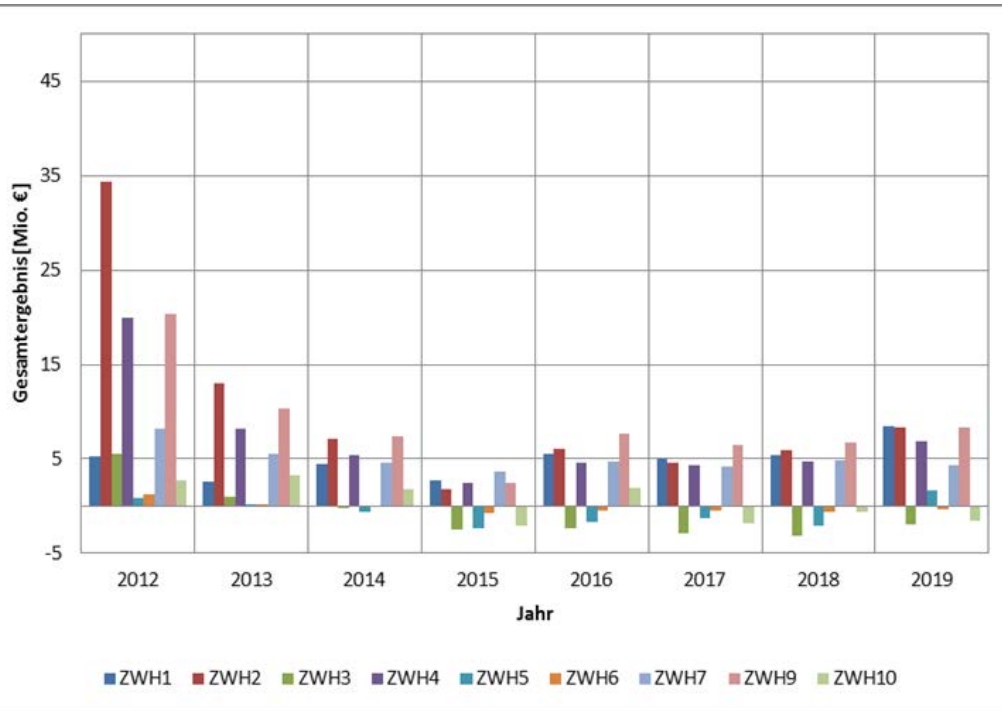


- Sämtliche ZWH Typen machen Gewinn
- Vorteile bei ZWH Typen die frühzeitig onshore Wind akquiriert und früh große Portfolien haben
 - ZWH 2 (internationale EVU)
 - ZWH 4 (First Mover-Stadtwerke)
 - ZWH 9 (neugegründete spezialisierte Direktvermarkter mit Erfahrung)
- Spezifische Gewinne (nicht in Grafik) dieser drei zwischen 4 €/MWh (2012) und 2 €/MWh (ab 2015).

* Im Gesamtergebnis sind alle Einnahmen und Ausgaben pro Bilanzperiode kumuliert, die direkt und indirekt mit der Vermarktungsaktivität in Verbindung stehen (Börsenhandel, Personal, Prognoseerstellung, Ausgleichsenergie etc.)



Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse nach Absenkung der Managementprämie (MaPr „neu“)

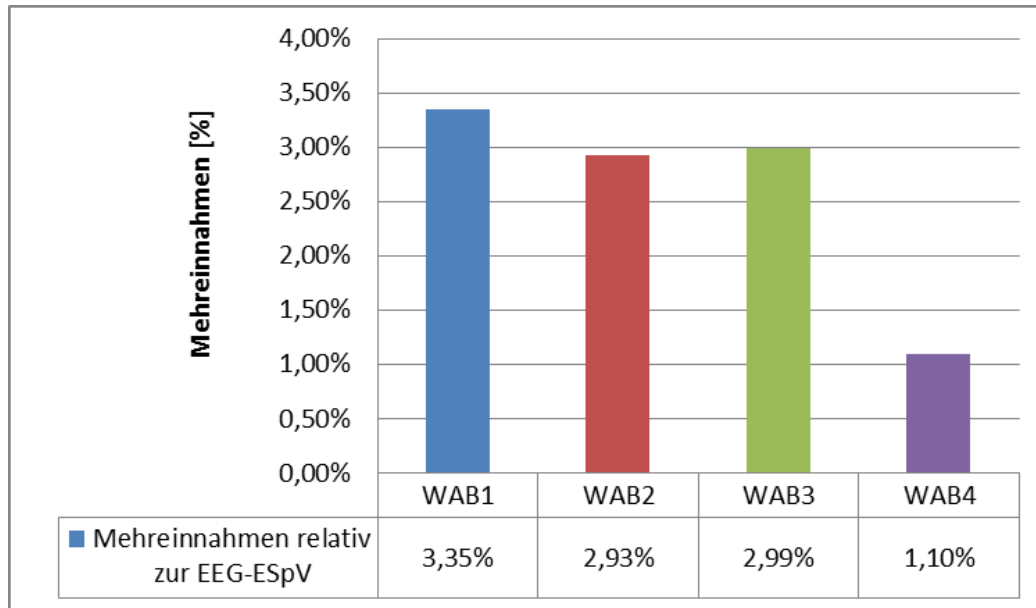


- Vorteile bei Erfahrung im Stromhandel sowie frühzeitigen Akquisetätigkeiten
 - ZWH 2 (internationale EVU)
 - ZWH 4 (First Mover-Stadtwerke)
 - ZWH 9 (neugegründete spezialisierte Direktvermarkter mit Erfahrung)
- Verluste bei kleinen Portfolios und schlechter Prognosequalität
 - ZWH 3 (große Stadtwerke)
 - ZWH 5 (kleine Stadtwerke)
 - ZWH 10 (Neugr. ohne Erfahrung)

→ Marktkonzentration?!?



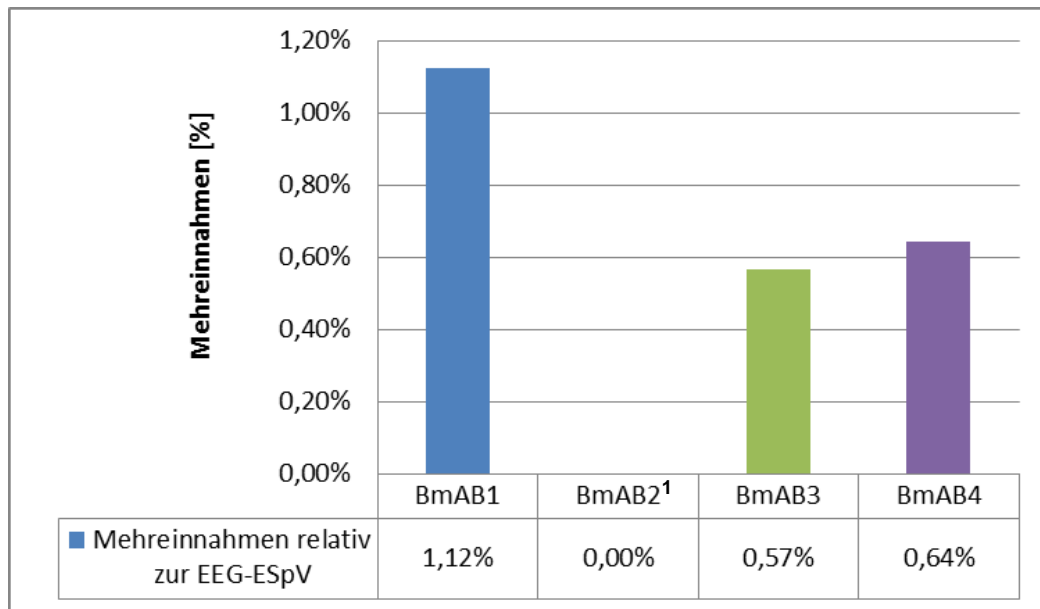
Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an Direktvermarktung über Marktprämie (MaPr „neu“)



- deutliche Mehreinnahmen ohne großen zusätzlichen Aufwand (Ausnahme: Transaktionskosten für Vertragsabschluß)
- Aber neues Erlösrisiko bei Insolvenz des ZWH und bei Abregelung
- Je niedriger die Einspeisevergütung, desto höher der relative Mehrerlös



Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an Direktvermarktung über Marktprämie (ManP „neu“)



1 Biomasse Holzvergaser: Keine DV

Anreiz zu einem Wechsel in die DV für Biomasseanlagen gering, da:

- relativer Marktwert der BmAB wegen der Interdependenzen mit restlichen EE-Einspeisung sinkt (ohne RE-Markt, Einspeiseprofil: vereinfachter Tag-Nacht-Zyklus*)
- Bonus für rEE im Vergleich zur fEE sehr gering (MaPr sehr niedrig)
- EEG-Einspeisevergütungssätze für BGA auf hohem Niveau

* Flexibler Anteil der installierter Leistung je VK

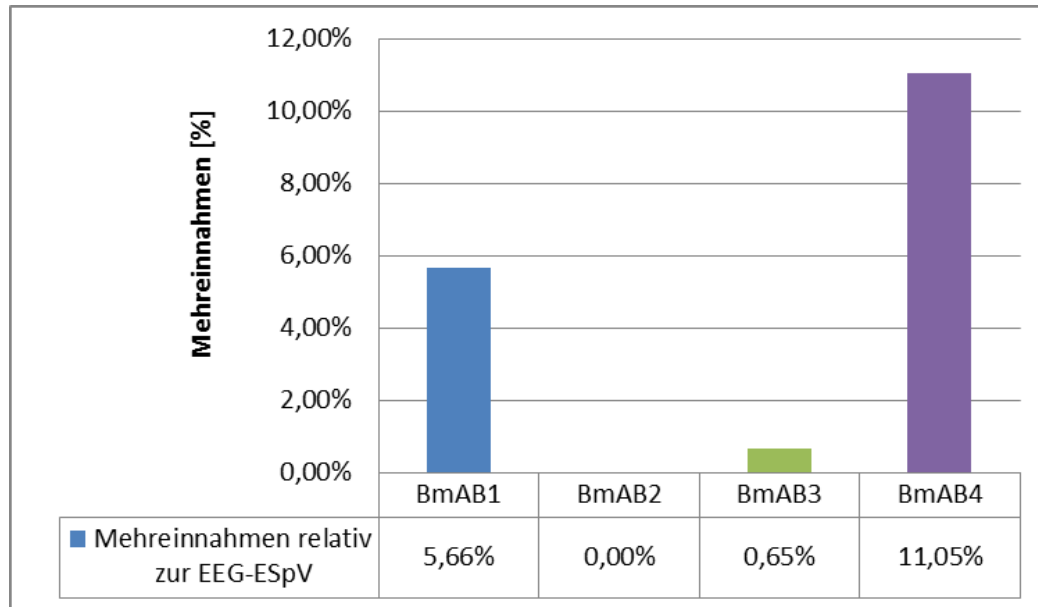
BmAB1 (HKW, FBS) 2012:10%, 2019: 25%

BmAB3 (BGA klein) 2012: 0%, 2015: 36%

BmAB4 (BGA groß) 2012: 0%, 2014: 90%



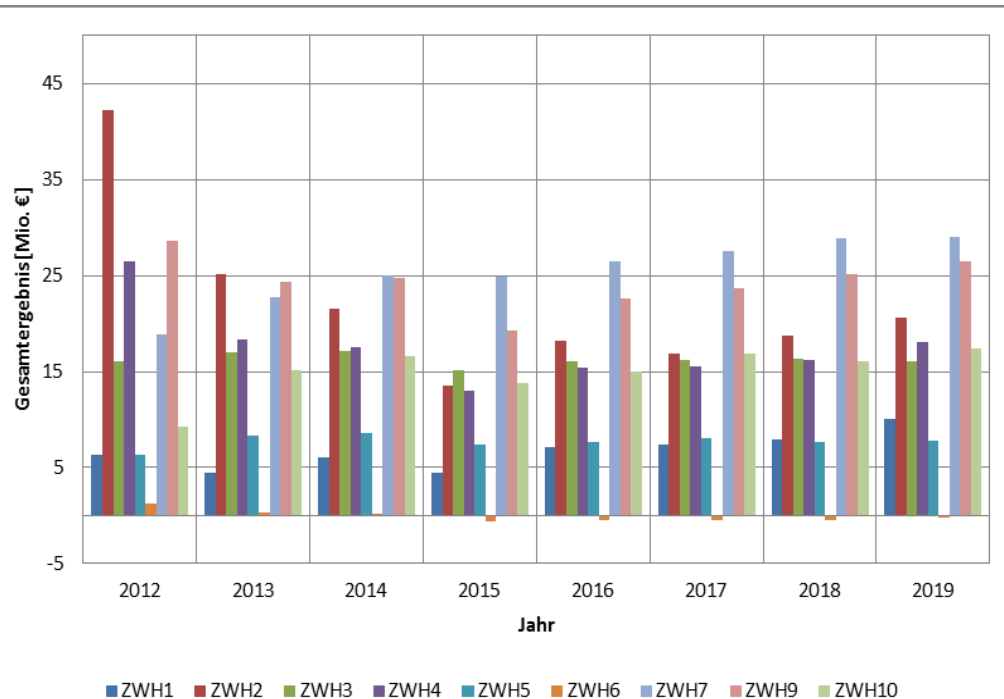
Mehreinnahmen BmAB über Marktprämie (MaPr „neu“) und Minutenreservemarkt für neg. Regelleistung (RE)



- deutliche Mehreinnahmelmöglichkeit bei großen BGA und fester Biomasse
 - Präqualifikationskosten im Vergleich zu Erlösmöglichkeiten relativ gering
- Ob Niveau der Regelenergieleistungspreise zukünftig so hoch bleiben unklar!
(Marktübersättigung durch viele neue Anbieter)



Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse bei Berücksichtigung des RE-Marktes (MaPr „neu“ RE)

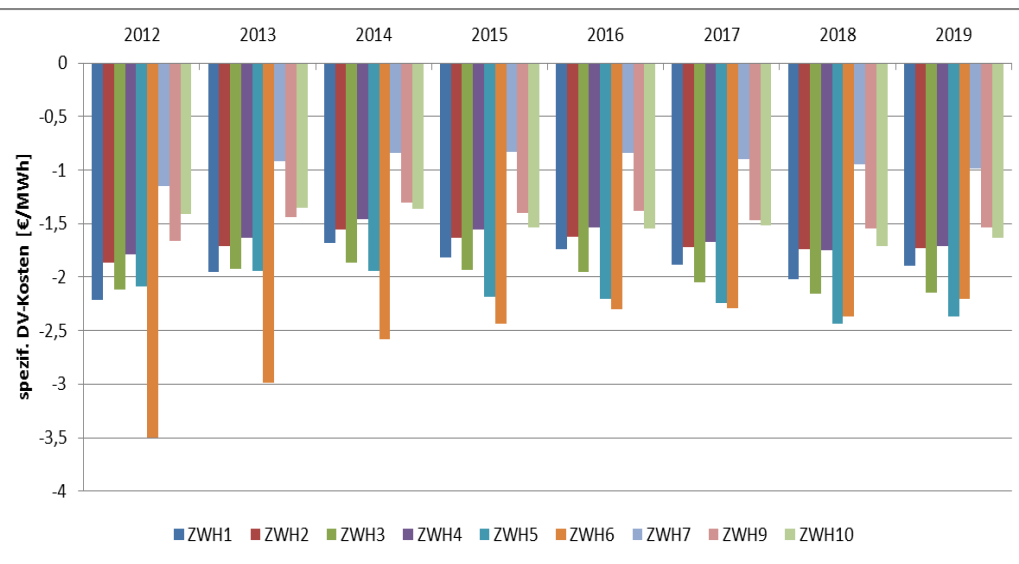


- Vorteile jetzt auch bei regional verbundenen Akteuren mit engen Kontakten zu BmAB oder bei Spezialisierungen
 - ZWH 3 (große Stadtwerke)
 - ZWH 5 (kleine Stadtwerke)
 - ZWH 10 (neugegründete spezialisierte* Direktvermarkter ohne Erfahrung)
- Breitere und ausgeglichene Marktstruktur

* Große PV-Dachanlagen, Freiflächenanlagen, Biogasanlagenpool für Regelenergie.



Einführung einer verpflichtenden Marktprämie (ManP = 0 €/MWh)



- Wenn die Vermarktungskosten nicht mehr über die MaPr kompensiert werden, müssen sich die ZWH ihre Kosten bei den AB „zurückholen“, um zumindest eine ausgeglichene Bilanz aufweisen zu können.
- Die spezifischen DV-Kosten können als entsprechende Verringerung der ESpV-Sätze bei den Anlagenbetreibern interpretiert werden (abzüglich Gewinnmarge für ZWH von 1-2 €/MWh)



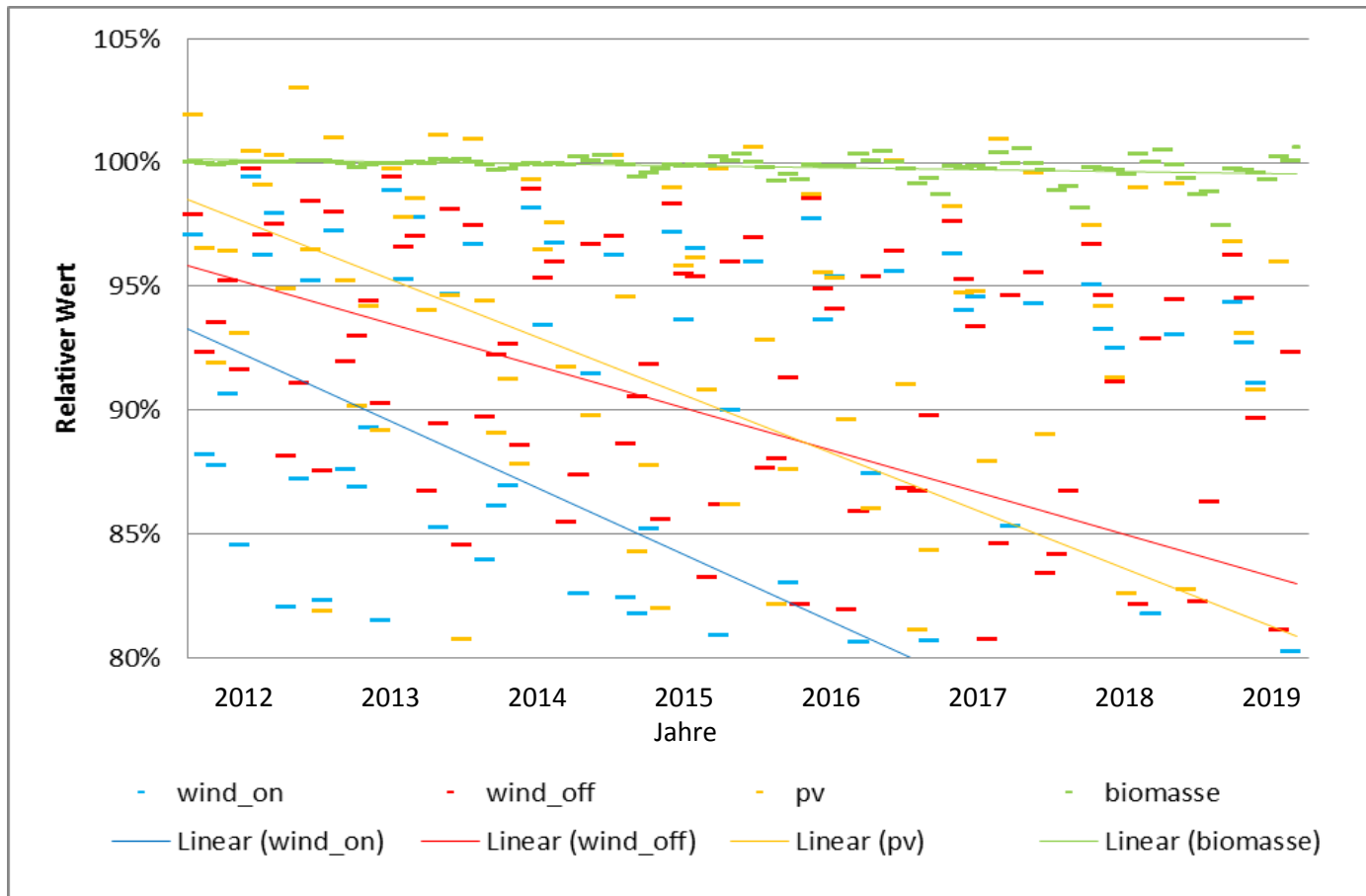
Weitere Ergebnisse (optionale Marktprämie, ManP „neu“)

- Bedarfsorientierung: Flexiblere Fahrweise der Biomasseanlagen
Bei vereinfachtem Tag-Nacht-Zyklus Refinanzierung entsprechender Umrüstungen über den Day-Ahead-Spotmarkt für BmAB1 wahrscheinlich nicht ausreichend, da relative Marktwerte bis 2020 auf unter 100 % fallen und bisher kein Anspruch auf Flexibilitätsprämie besteht
- Abregelung: Effekte auf Systemebene in Folge von Preissignalen (2012-2019, kumuliert)

Wind:	1.700 GWh
PV:	27 GWh
Biomasse:	200 GWh
- Einsparungen i.H.v. 110 – 210 Mio. Euro/Jahr durch Absenkung der MaPr 2012 können von Modellergebnissen bestätigt werden.
- Förderkosten bei Marktprämie steigen durch MaPr im Vergleich zum reinen EEG-Fall für das EEG-Konto bis 2019 auf zusätzliche 410 Mio. Euro/Jahr (ohne Gegenrechnung der verminderten ÜNB Vermarktungskosten).
- spezifische Förderkosten (Δ ES_{pV} - Börsenerlös) des EE-Ausbaus würden bei hier angenommenen Börsenpreisszenario von 112 Euro (2012) auf 104 Euro (2019) pro erzeugter MWh fallen (ohne Marktwertsteigerung bei fEE).

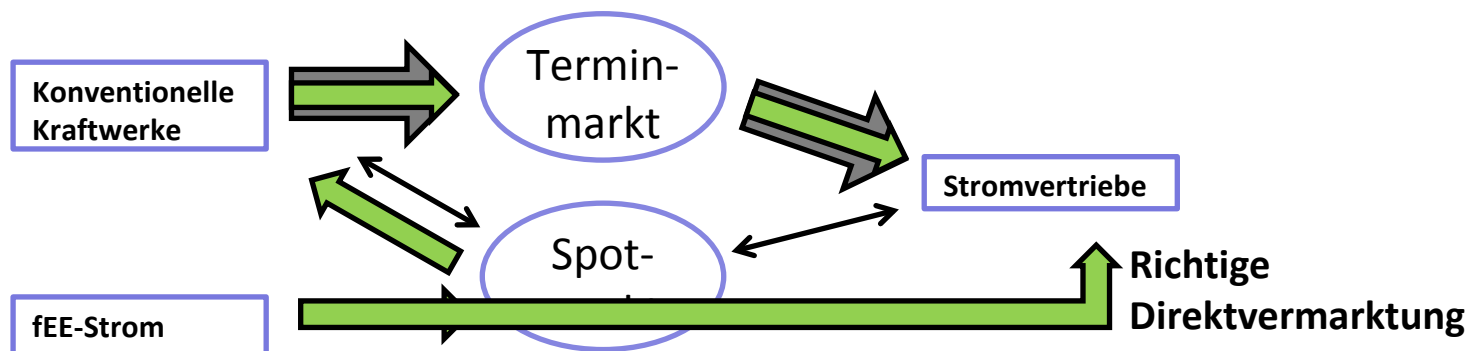


Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung zum Phelix Base



Fazit für die EE Direktvermarktung (I) - kurzfristig

- Derzeit wird fast der gesamte EEG-Strom über die Day-ahead-Auktion der Spotmärkte vermarktet:
 - fluktuierende EE profitieren am meisten, regelbare weniger
 - zentral für ZWH sind Portfoliogröße und -zusammenstellung für Leistungsprognose und damit AE-Kosten → Pool-Prognose von „Single-Buyer“ sinnvoller?
 - sinkende fEE-Marktwerte führen zu steigenden „Förderkosten“
- Die Vermarktungslogik der ÜNB und der bisherigen Direktvermarktung ist dabei nahezu die gleiche (Ausnahme: Abregelung bei negativen Börsenpreisen)

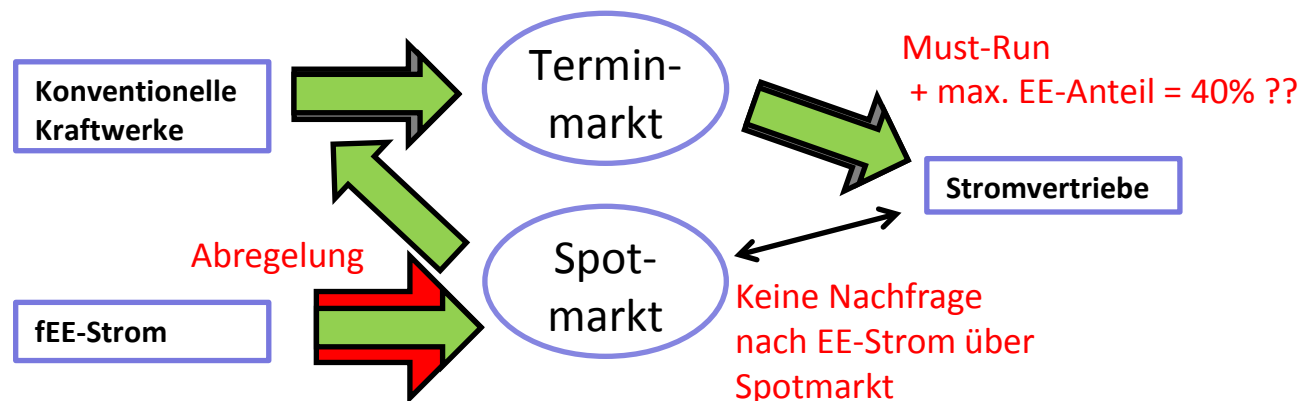


- Käufer der „billigen“ EEG-Strommengen sind in erster Linie die Kraftwerksbetreiber und nicht die Stromvertriebe, die mit der EE-Integration nichts zu tun haben
- Stromvertriebe sind aber die zentralen Akteure, die Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite anreizen können...



Fazit für die EE Direktvermarktung (II) - mittelfristig

- Was passiert mit EE-Strom wenn zukünftig EE-Stromangebot > Nachfrage?



- Neue Risiken für EE-Anlagenbetreiber vor allem über **absetzbare Strommengen!**
 - Seit EEG 2010 AusglMechV gibt es für Vertriebe keine EE-Stromabnahmeverpflichtung mehr
 - § 22 (1) EEG Entwurf vom 14.02.2014:
„Anlagenbetreiber können [...] von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Dies gilt nur für Strom der **tatsächlich eingespeist** und von **einem Dritten abgenommen** wurde“.
- Wir brauchen aber zukünftig EE-Überschüsse um auf 80%-EE zu kommen
→ **Vertriebe wieder in die Pflicht nehmen EE-Strom abzunehmen?!?**



Ausblick

- Geplante Weiterentwicklungen:
 - Erweiterung um verschiedene „Fördermechanismen“ (ex-post, ex-ante Marktprämie, Kapazitätzahlungen)
 - Entwicklung eines Investitionsagenten (Refinanzierungsfrage!)
 - Differenziertere Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks sowie der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise
 - Abbildung des Intradaymarktes
 - Abbildung der Nachfrageseite und von Demand Response-Maßnahmen
 - Ausdifferenziertere Algorithmen für modellendogene, agentenabhängige Parameter des Entscheidungsverhaltens und Strategien



Vielen Danke für Ihre Aufmerksamkeit...

...Fragen?

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik | Systemanalyse und Technikbewertung
Wankelstraße 5 | 70563 Stuttgart

Dipl. Ing. **Matthias Reeg**
Telefon 0711/6862-282 | Telefax 0711/6862-747 | matthias.reeg@dlr.de
www.DLR.de

A large, curved image of the Earth from space occupies the bottom right portion of the slide. It shows a view of the Earth's surface with blue oceans, green landmasses, and white clouds. The horizon of the Earth is visible at the top of the image.

Wissen für Morgen